

ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ

На правах рукопису

Артюх Станіслав Федорович

КЕРУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМИ ПРОЦЕСАМИ
АГРЕГАТІВ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ, ПРАЦЮЮЧИХ
ІЗ ЗМІННИМИ НАПОРАМИ

05.13.07 - автоматизація технологічних процесів і виробництв
в промисловості

05.14.10 - гідроелектростанції та гідроенергетичні установи

Автореферат дисертації на здобуття наукового
ступеня доктора технічних наук
Харків 1994



00360361 (J)

Дисертацією є рукопис.

Робота виконана у Харківському інженерно-педагогічному інституті.

Офіційні опоненти:

Доктор технічних наук, професор

Ястребецький Михайло Описимович

Доктор технічних наук, професор

Палагін Анатолій Андрійович

Доктор технічних наук, професор

Лепорський Володимир Дмитрович


Ведуче підприємство: НВО "Харківський турбінний завод"

Захист дисертації відбудеться "17" березня 1994 р. на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 068.39.02 у Харківському політехнічному інституті (310002, Харків-2, МСП вул. Фрунзе, 21)

З дисертацією можна ознайомитись у бібліотеці Харківського політехнічного інституту

Автореферат розіславий "18" 01 1994р.

Вчений секретар
спеціалізованої вченої ради


Кизілов В. У.

Однією із важливіших вимог, які ставляться в теперішній час до енергетичних об'єктів, і в першу чергу до електричних станцій, є всебічне підвищення економічності їх роботи. Це викликано порівняно низькою ефективністю використання величезних обсягів енергоресурсів, витрачаємих для виробки електроенергії, що пояснюється недосконалістю їх обладнання і режимів його роботи. Саме цьому, удосконалення ресурсозберігаючих технологій виробки електроенергії і покращення режимів роботи обладнання електростанцій є сьогодні надзвичайно актуальним. Все це в повній мірі стосується і гідроелектростанцій, хоча в порівнянні з іншими типами електростанцій, вони мають і більшу ефективність.

В першу чергу необхідно підвищити економічність гідроелектростанцій, що працюють із змінними напорами, до яких відносяться гідроакumuлюючі і приливні станції, гідроелектростанції з відбором води на ірігацію, каскадні ГЕС, а також ГЕС в період наповнення їх верхніх водоймищ. Необхідність роботи цих станцій із змінними напорами визвана як принциповими їх особливостями, так і необхідністю вимушеного вибору і використання вже менш ефективних створів і будівельних майданчиків для споруджуваних об'єктів гідроенергетики.

Крім того, необхідно розробити ефективні засоби запобігання величезних народно-господарських збитків від недоотпуску електроенергії внаслідок системних аварій.

Ви рішення цих проблем за допомогою традиційного підходу до вибору і проектування основного обладнання ГЕС, і в першу чергу турбін і генераторів, виявляється малоефективним.

Цією проблемою, починаючи з 70-х років, почали займатись у колишньому СРСР, а також в таких країнах як Канада, Швеція, Швейцарія, Великобританія, США, Японія. Про серйозність подібних досліджень свідчить той факт, що в США в одному із відділів НДУ енергетики створена спеціальна лабораторія, присвячена цій проблемі.

Питаннями підвищення економічності ГЕС в різний час займалися такі вчені, як Ботвінник М. М., Шокорян Ю. Г., Дмитрієв С. Г., Веремєнко І. С., Поташнік С. Т., Піковський А. В., Блоцький М. М., Віссаріонов В. І., Бендіткіс Л. М., Федоров М. Ф., і також закордонні вчені Л. Шелдон, С. Хаясі, І. Йокояма, Е. Кітабасарі, Т. Кікуті, М. С. Хугес, Р. Наір, М. Найдю, Р. М. Матхур, К. Фарел, Ю. Гулівер, Чен Ланг-юн та ін.

Аналіз робіт приведених авторів показав, що більшість з них присвячені головним чином застосуванню в схемах ГЕС асинхронізованих синхронних генераторів, в окремих статтях роздивляються, як правило, питання підвищення економічності конкретних гідроелектростанцій з агрегатами порівняно невеликої потужності. Але навіть і таких публікацій вкрай мало.

До цього часу нема чітко викладених і узагальнених наукових методів керування технологічними процесами роботи агрегатів гідроелектростанцій зі змінними напорами, які б дозволили суттєво підвищити ефективність їх роботи. Створення такого наукового узагальнення на базі широких досліджень, проведених в першу чергу для гідротурбін і генераторів вітчизняного виробництва, є надзвичайно актуальною задачею і має важливе прикладне значення.

Виконані в роботі дослідження дають змогу по-новому визначити принципи керування технологічними процесами гідроелектростанцій порівняно з традиційними, що в свою чергу дозволяє по-новому підійти до проектування намічених до будівництва ГЕС і до модернізації старих станцій, обладнання яких вже виробило свій ресурс. Такий підхід приводить до появи у них деяких нових якостей, які не властиві традиційним ГЕС. Необхідно при цьому враховувати, що гідроагрегат є складним об'єктом дослідження і до його фізичних і математичних моделей пред'являються надзвичайно високі вимоги, так як вони повинні відрізнитись універсальністю і високою ефективністю.

Ця робота виконувалась відповідно з Постановою Президії АН УРСР № 311 від 22. 07. 1986 р. про включення її в "Республіканський план найважливіших НДР в галузі суспільних і природничих наук до 2000 року", листа Київенерго № 30/56-520 від 25. 08. 87 р. "Про розробку схеми електричної частини експериментального блоку генератор - перетворювач частоти - трансформатор для Київської ГЕС", Кординаційним планом по Комплексній проблемі "Наукові основи електроенергетики на 1991-2000 роки" (протокол №8 від 16. 09. 1990 р.), Протокола наради з питань реконструкції Київської і Канівської ГЕС для роботи їх в режимі ГЕС-ГАЕС від 27. 01. 87 р., затвердженого міністерством Енергетики України, а також рішенням ВНТР від 16. 09. 1988 року "Про стан та перспективи розвитку гідроенергетики і науково-технічного прогресу в проектуванні і будівництві найважливіших гідроенергетичних об'єктів".

Мета роботи полягає в розробці наукових основ керування технологічними процесами гідроелектростанцій зі змінними напорами, дозволяючих підвищити ефективність їх роботи, що має велике значення для заощадження енергоресурсів.

Відповідно до постановленої мети необхідно було вирішити такі задачі:

розробити методичний апарат порівняльного аналізу характеристик гідроагрегатів для всього діапазону змін їх робочих напорів;

дослідити ступінь впливу окремих параметрів технологічних процесів на ефективність роботи оборотних гідроагрегатів;

визначити порівняльний аналіз ефективності роботи різних типів гідротурбін при зміні їх окремих режимних параметрів;

визначити закон керування параметрами технологічних процесів вироблення електроенергії та "закачки води" на гідроелектростанціях, які роблять із змінними напорами і запропонувати ефективні способи його реалізації;

визначити найбільш доцільні електромеханічні машиновентильні системи для енергоблоків ГЕС із змінними напорами, розробити алгоритм оптимізації їх параметрів;

дослідити вплив запропонованих систем на якість вироблення електроенергії, на механічну міцність та сталість роботи агрегатів ГЕС і енергосистем в цілому;

оцінити ефективність запропонованих рішень.

Методи дослідження. Поставлені в роботі задачі вирішуються за допомогою графо-аналітичних методів аналізу модельних характеристик гідротурбін і насосів, методом теорії подібності, загальної теорії гідромашин і теорії коливальних систем.

Аналіз електромеханічних машиновентильних систем проведений за

допомогою аналітичних методів теорії електричних машин, методів оптимізації (найшорішого спуску, послідовного перебору з елементами релаксаційного пошуку) і методів теорії силових перетворювачів.

Дослідження електромагнітних і електромеханічних процесів виконано за допомогою цифрового моделювання з використанням методів декомпозиції, ітерації Ньютона, інверсії диференційних рівнянь, чисельного їх інтегрування методом Кутта-Мерсона і методом гармонійного аналізу, аналітичних методів теорії автоматичного регулювання і апарата графів і матриць.

Достовірність наукових положень, висновків і рекомендацій підтверджена експериментальними дослідженнями при лабораторних і натурних випробуваннях.

На захист виноситься:

Метод порівняльного аналізу енергетичних, кавітаційних і вібраційних характеристик гідротурбін;

Систематизовані і узагальнені результати цих досліджень для усіх типів гідротурбін вітчизняного виробництва широкого діапазону потужностей і напорів;

Принцип керування технологічними процесами гідроагрегатів ГЕС із змінними напорами, який забезпечує найбільшу ефективність їх роботи;

Комплекс рішень щодо вибору ефективних методів реалізації змінної частоти обертання гідроагрегатів і структури енергоблоків ГЕС;

Метод і алгоритми оптимізації параметрів і конструкцій різного типу гідрогенераторів, що забезпечують запропонований принцип керування технологічними процесами виробки електроенергії і "закачки води" на ГАЕС, ПЕС і ГЕС;

Математичні моделі і результати досліджень аналізу якості електроенергії і змінних процесів в електромеханічних машино-вентильних системах, що працюють по схемі "синхронний генератор + тиристорний перетворювач + трансформатор + система" в нормальних і аварійних режимах;

Стратегія і алгоритм регулювання параметрів агрегатів енергоблоків, що працюють зі змінною частотою обертання;

Результати розрахунків енерго-економічної ефективності переведення агрегатів ГЕС в режим зі змінною частотою обертання.

Наукова новизна роботи. Вперше виконано комплекс теоретичних досліджень ефективності різних типів гідротурбін вітчизняного виробництва, призначених для гідроелектростанцій, які працюють з змінними напорами при різних параметрах їх режимів.

На основі теоретичного узагальнення результатів дослідження запропоновано новий принцип керування технологічними процесами гідроагрегатів, який забезпечує підвищення їх ефективності при роботі як в турбінному, так і в насосному режимах.

Запропоновані найбільш доцільні способи реалізації змінної частоти обертання гідроагрегатів і структури енергоблоків, які забезпечують необхідні показники якості електроенергії на шинах ГЕС.

Сформульована постановка задачі і реалізовано вибір оптимальної конструкції генераторів-двигунів для блоків з змінною частотою обертання, запропоновані

алгоритми оптимізації окремих їх параметрів.

Проаналізовані різні типи тиристорних перетворювачів частоти і рекомендовані найбільш доцільні з них для енергоблоків з ТПЧ, які забезпечують найменший рівень спотворення синусоїдальності кривих струму і напруги.

Створені математичні моделі, які відповідають запропонованим структурам енергоблоків ГЕС і систем їх регулювання. За їх допомогою підтверджено якісно нові можливості підвищення стійкості енергосистем при використанні нових принципів керування технологічними процесами гідроагрегатів.

Підтверджена електромагнітна сумісність запропонованих структур блоків ГЕС, ГАЕС і ПЕС з електричними системами.

Розроблена стратегія регулювання блоків з перетворювачами частоти в статорних колах гідрогенераторів, відкритих безпосередньо на їх зажими, запропонована структурна схема комплексного регулятора, який забезпечує повний комплекс режимів роботи гідроагрегатів.

Досліджена енерго-економічна ефективність роботи різних типів гідроелектричних станцій при переводі їх агрегатів в режим з змінною частотою обертання.

Практична цінність роботи полягає в вирішенні комплексу питань, що дозволяють проектувати і будувати гідроелектростанції, призначені для роботи з змінними напорами, в тому числі і з реверсивними режимами гідротурбін, які будуть мати більш високу ефективність роботи, в порівнянні з аналогічними діючими станціями.

Запропоновані методи дозволяють виконувати розрахунково-теоретичні дослідження по вибору раціональних рішень по пошуку необхідного діапазону зміни частоти обертання гідротурбін як в турбінному, так і в насосному режимах, найбільш доцільні структури енергоблоків, силових схем перетворюючих агрегатів, фільтрокомпенсуючого обладнання і систем керування агрегатами енергоблоків широкого діапазону потужностей.

Запропоновані принципи керування технологічними процесами можуть бути здійснені на діючих ГЕС, ГАЕС і ПЕС шляхом модернізації їх блоків при зміні генераторів, що виробили свій ресурс. Це дозволить підвищити їх ефективність при порівняно невеликих витратах і термінах її виконання.

Розроблені алгоритми оптимізації конструкцій гідрогенераторів дозволяють проводити розробку необхідних машинно-вентильних систем для нових структур енергоблоків, а запропонована стратегія регулювання блоків з тиристорними вставками в статорних колах генераторів може служити основою для розробки технічних умов проектування конкретних систем регулювання агрегатів енергоблоків.

Цифрові моделі для дослідження електромагнітних і електромеханічних процесів можуть використовуватись заводами-виготовлювачами обладнання гідроелектричних станцій для вибору параметрів гідрогенераторів, а також установок регуляторів агрегатів енергоблока при здійсненні реальних проектів ГЕС для різних енергосистем.

Запропонований метод оцінки енерго-економічної ефективності нових принципів керування технологічними процесами ГЕС може бути покладеним в основу складання ТЕО на проектування конкретних нових гідроенергетичних об'єктів.

Реалізація результатів роботи. Наукові результати роботи, методики і результати аналітичних і експериментальних досліджень рекомендовані Міністерству України проектному інституту "Гідропроект" для використання їх при проектуванні проробок варіантів модернізації блока № 3 Київської ГАЕС, а також використані в проектному обґрунтуванні поставки обладнання Тері ГАЕС, при розробці проектів реконструкції Снятинської та Низовської ГЕС, і при розробці схеми використання малих ГЕС річки Тиси.

Теоретичні положення роботи перевірені при проведенні натурних випробувань на гідроагрегаті № 14 Київської ГЕС. Режим змінної частоти обертання агрегатів передбачається на будувемій нині Канівській ГАЕС.

По результатах роботи, на кафедрі "Електроенергетики" Харківського інженерно-педагогічного інституту, введений розділ в цикл лекцій з курсу "Електрична частина станцій і підстанцій" для студентів спеціальностей 03.01.01, 10.01 і 10.04.

Апробація роботи. Основні результати роботи і її окремі положення доповідались: на Всесоюзній науковій конференції "Моделювання електроенергетичних систем" (Баку, 1982 р.), другій міжвідомчій науково-технічній нараді з проблем електромагнітної сумісності силових напівпровідникових перетворювачів (Таллін, 1982 р.), VI Всесоюзній науковій конференції з електроприводу змінного струму з напівпровідниковими перетворювачами (Свердловськ, 1983 р.), IX Всесоюзній науково-технічній конференції з проблем автоматизованого електроприводу (Алма-Ата, 1983 р.), на III Всесоюзній науково-технічній конференції з проблем перетворюючої техніки (Київ, 1983 р.), На Всесоюзному науково-технічному семінарі "Досвід проектування та будівництва об'єктів Південно-Українського енергокомплексу і перспективи створення енергокомплексів" (Ленінград, 1984 р.), на республіканській науково-технічній конференції "Комутація - 84" (Харків, 1984 р.), на III Всесоюзній науково-технічній конференції з інженерних проблем термоядерних реакторів (Ленінград, 1984 р.), на IV Всесоюзній науково-технічній конференції з проблем перетворюючої техніки (Київ, 1987 р.), на Всесоюзній науково-технічній нараді по стану і перспективам розвитку гідроенергетики (Ленінград 1984 р.), на Республіканській науково-технічній конференції з перспектив розвитку енергомашинобудування на Україні (Харків, 1988 р.), на Республіканському науково-технічному семінарі з математичного моделювання і обчислювального експерименту турбоустановок в процесі дослідження, проектування, діагностики і безпеки функціонування (Зміїв, 1991 р.), на Всесоюзній науково-технічній нараді з майбутнього гідроенергетики і основних напрямків створення гідроелектростанцій нового покоління (Дивногорськ, 1991 р.).

Публікації. Результати відображено в 36 публікаціях, 10 звітах про науково-дослідну роботу. Пріоритет нових технічних рішень, відображених в дисертації, захищений 4 авторськими свідоцтвами.

Обсяг і структура роботи. Дисертація складається із вступу, 6 глав, закінчення та додатку, викладених на 323 сторінках. В загальний обсяг роботи входять 106 рисунків, 46 таблиць, бібліографія із 143 найменувань вітчизняних та зарубіжних джерел.

В першій главі розглянуті методи порівняльного аналізу характеристик різного типу гідротурбін і результати дослідження їх ефективності при зміні режимних параметрів ГЕС.

В другій главі приведений аналіз можливих методів реалізації змінної частоти обертання гідроагрегатів при забезпеченні необхідної якості електроенергії на шинах ГЕС.

Третя глава присвячена дослідженню роботи електромеханічних машино-вентильних систем в структурі енергоблоків гідроелектростанцій, що працюють з новим принципом керування їх технологічними процесами, і оптимізації конструктивних параметрів гідрогенераторів-двигунів.

В четвертій главі виконані дослідження електромагнітних процесів блоків ГЕС і ГАЕС з перетворювачами частоти, які працюють з змінною частотою обертання.

В п'ятій главі приведені розробки стратегії керування енергоблоками з тиристорними перетворювачами частоти в статорних ланках генераторів і дослідження електромеханічних перехідних процесів.

Шоста глава присвячена експериментальній перевірці теоретичних положень і розрахункам енерго-економічної ефективності гідроелектростанцій з змінними напорами при переводі їх гідроагрегатів в режим змінної частоти обертання.

В закінченні сформульовані загальні висновки щодо результатів виконаної роботи.

Таким чином, робота являє собою теоретичне узагальнення і рішення важливої народно-господарської задачі, що полягає в розробці нових принципів керування технологічними процесами ГЕС, працюючих з значними коливаннями напорів, і які дозволяють заощаджувати енергоресурси і підвищити ефективність роботи цих станцій, що має надзвичайно велике значення для України.

ГЛАВА 1. РОБОТА ТУРБІН З ЗМІННОЮ ЧАСТОТОЮ ОБЕРТАННЯ

Традиційна методика вибору та проектування основного обладнання ГЕС зводиться до визначення таких його параметрів, які забезпечують найбільшу ефективність роботи станції в одному цілком визначеному розрахунковому режимі, який визначається значеннями розрахункового напору, витрати води, номінальної потужності та синхронної частоти обертання гідроагрегатів. Сконструйовані таким чином гідроагрегати здатні забезпечити свою ефективну роботу тільки в режимах з практично постійними або мало відхиленнями від розрахункового напорами.

Однак, цілий ряд гідроелектростанцій працюють з великими коливаннями напорів, при яких мінімальні напори складають величину $0,6 N_{нов}$ і навіть меншу. До таких станцій слід віднести гідроакмулюючі станції (ГАЕС), приливні станції (ПЕС), гідроелектростанції, водоймища яких використовуються для ірігації, буферні гідроелектростанції енергокомплексів, станції, що розташовані на каскадах, а також споруджувані станції в період наповнення їх водосховищ. На таких станціях ефективність роботи гідроагрегатів при відхиленні напорів як в один, так і в другий бік від розрахункового різко падає.

Ефективність роботи гідротурбін визначається її коефіцієнтом корисної дії, який дорівнює відношенню знімаємої з її вала механічної потужності, що

передається потім на вал електрогенератора, до підведеної потужності водяного потоку.

Він виражається таким чином:

(1)

$$\eta_t = \frac{M \cdot n}{\gamma \cdot Q \cdot H} ,$$

де M - обертовий момент на валу гідроагрегата;

n - частота обертання гідроагрегата;

γ - густина рідини;

Q - витрата води через турбіну;

H - напор води на ГЕС.

Вважаючи на те, що напор на ГЕС є величиною заданою умовами експлуатації, очевидно, що найбільш суттєвою величиною, що визначає ККД турбіни, є витрата води через неї. Причому, при сталому напорі ККД гідротурбіни буде тим більший, чим менша буде витрата при одній і тій же виробленій потужності.

Для визначення залежності витрати рідини, яка проходить через гідромашину від різних режимних параметрів агрегату, проведено аналіз рівняння Ейлера. Для цього в рівняння підставлені всі параметри рухаючого потоку на виході направляючого апарату і в середині робочого колеса, та проведене його вирішення відносно Q . Втратами енергії між направляючим апаратом і робочим колесом нехтуємо.

Показано, що для реактивних гідротурбін

(2)

$$Q = \frac{r_2 \omega + \frac{\eta_c \cdot q \cdot H}{r_2 \cdot \omega}}{\frac{1}{2\pi \cdot b_0 \cdot r_2} \cdot \frac{1}{\operatorname{tg} \alpha_0} + \frac{1}{A_2} \cdot \frac{1}{\operatorname{tg} \beta_2}} ,$$

де α_0 - кут між векторами окружної та абсолютної швидкостями;

a_0, b_0, Z_0 - площа перерізу на вході в робоче колесо, нормальна до напрямку руху потоку;

β_2 - кут проекції вектору відносної швидкості рідини на виході робочого колеса;

r_2 - радіус, визначений відповідними конструктивними параметрами турбіни;

ω - кутова швидкість робочого колеса;

η_c - гідравлічний ККД.

Рівняння (2) можна перетворити і так

$$Q = A \cdot n + \frac{B \cdot \eta_z}{n}, \quad (3)$$

де A і B - константи для даного напору;

n - частота обертання гідротурбіни.

Аналітичне дослідження функції (2) показує, що для кожного фіксованого напору вона має один мінімум, який відповідає певній частоті обертання. Ця частота різна для різних сполучень конструктивних параметрів гідромашин.

Для осьових гідротурбін одержують аналогічну залежність,

(4)

$$Q = \frac{\pi D^2}{4} \left(1 - \frac{db}{D}\right) \cdot \frac{r\omega + \frac{1+\delta}{2\delta} \cdot \eta_z \cdot q \cdot H \cdot \frac{1}{\tau\omega}}{\frac{1}{\text{tg}\alpha} + \frac{1}{\text{tg}\beta}},$$

де D - діаметр робочого колеса;

db - діаметр втулки робочого колеса;

δ - параметр решітки осьової гідротурбіни.

Як видно з (4), ця залежність має той же вид, що і (2), але відрізняється від нього неаявністю фактора δ у другій складовій чисельника.

На основі одержаних рівнянь проведена оцінка залежності при різних частотах обертання гідротурбін.

Виконаний теоретичний аналіз рівнянь (2) і (4) показує, що є можливість підтримувати мінімальне значення витрати води при кожному фіксованому напорі шляхом відповідного керування частоти обертання гідроагрегатів, і тим самим підвищувати ККД гідротурбін. При такому керуванні значення синхронної частоти обертання буде відповідати тільки розрахунковому напору, а для всіх інших напорів $n \neq n_{\text{син}}$.

Суть отриманих в цій главі результатів полягає в тому, що був розроблений метод порівняльного аналізу характеристик гідротурбін, які працюють із змінними напорами, дозволивший виявити новий принцип керування технологічними процесами гідроагрегатів, який підвищує їх ефективність за рахунок зміни частоти обертання, а також покращує їх кавітаційні і вібраційні характеристики.

Відміна одержаних результатів від уже відомих полягає в тому, що, з метою виявлення зон ефективного функціонування гідротурбін, запропоновано проводити аналіз попарних залежностей між такими параметрами як ККД, напором, витратою води, потужністю, частотою обертання як в турбінному, так і в

насосному режимі. При цьому аналіз проводиться в зонах реальної роботи турбін з урахуванням обмежень режимних параметрів. Запропоновано, як додатковий критерій, використовувати середньоексплуатаційний ККД, характеризуючий повний цикл роботи машини з змінними напорами.

Достовірність отриманих результатів забезпечена тим, що основні положення розробленого методу порівняльного аналізу базується на загальноприйнятих логіко-методологічних принципах дослідження режимних параметрів гідротурбін і виходять з прийнятого в світовій практиці переліку цих параметрів, експериментально отриманих з модельних характеристик.

При порівнянні урахувались всі фактори, які впливають на роботу гідромашин, в тому числі, кавітаційні, гідроудар, робота підшипників, механічна міцність вузлів машини, їх власні частоти та ін.

На основі одержаних характеристик проведено порівняльний аналіз роботи різних типів гідротурбін вітчизняного виробництва при сталих і змінних частотах обертання.

Були досліджені оборотні гідротурбіни Київської, Канівської, Константинівської, Дністровської і Торі ГАЕС, Київської ГЕС-ГАЕС і Кольської ПЕС, а також великі радіально-осьові гідромашини Нурекської і Рогунської ГЕС і гідротурбіни буферної Дністровської ГЕС. Приклад порівняльних характеристик для агрегатів деяких ГАЕС і ГЕС приведений на рис. 1, 2, 3.

Результати досліджень показали, що для всіх гідромашин при керуванні частотою обертання мається вигравш в максимальному ККД в порівнянні з ККД тієї ж машини при $n = \text{const}$.

Стосовно до проаналізованої множини гідротурбін цей вигравш при мінімальних напорах для різних їх типів складає від + 1,5 до + 20% в порівнянні з одношвидкісними турбінами аналогічної потужності. Особливо значні підвищення ККД як в турбінному, так і в насосному режимах мають Торі ГАЕС, відповідно + 8,2% і + 8%, і Кольська ПЕС (+ 30% і + 30%).

Аналогічні вигравші маютья і при максимальних напорах як в турбінному, так і в насосному режимах.

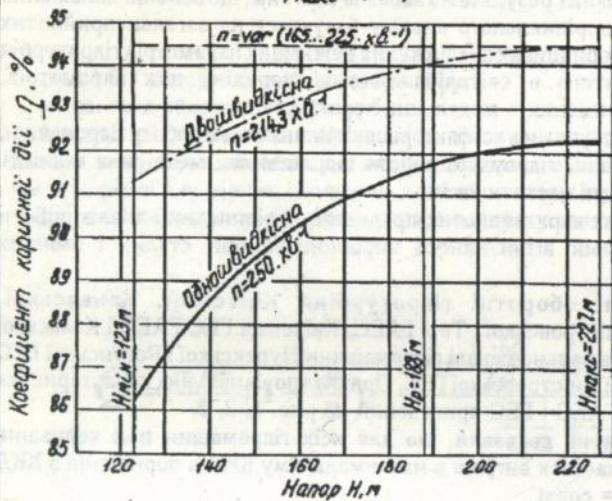
Збільшення ККД дозволяє отримати ту ж виробку електроенергії в турбінному режимі, але при менших витратах води, а в насосному режимі забезпечити більшу закачку води при максимальних напорах. При цьому, для всіх оборотних гідротурбін при їх роботі в насосних режимах відмічається суттєве зниження величини споживаної потужності в усій зоні експлуатації. Наприклад, для Київської ГЕС-ГАЕС зниження необхідної потужності двигуна коливається від -20% при $N_{\text{мін}}$ до -3,5% для $N_{\text{макс}}$, а для Канівської ГАЕС - 20% від номінальної потужності двигуна.

На основі проведеного аналізу виявлено новий принцип керування технологічними процесами гідроагрегатів ($n = \text{const}$ при $\eta \rightarrow \text{opt}$ для даного H), який забезпечує підвищення їх ефективності і є справедливим для всіх відомих в теперішній час типів гідротурбін.

Дослідження показали, що робота гідротурбін з змінною частотою обертання дозволяє поліпшити кавітаційні умови експлуатації як в турбінному, так і в насосному режимах.

Турбінний режим

$$\eta_{\max} = f(H)$$

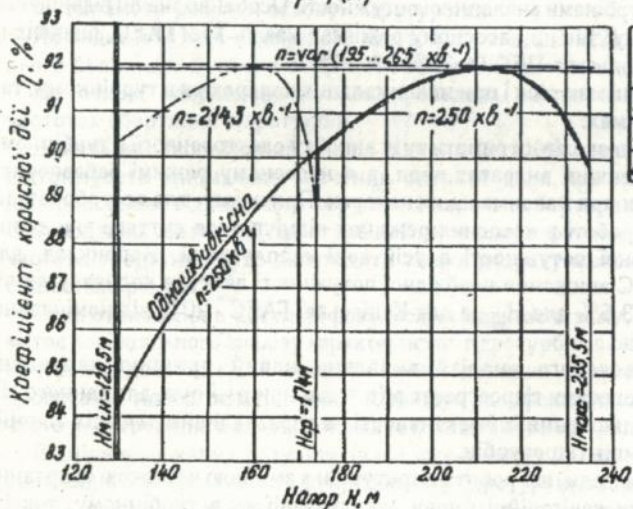


	η	
	макс	ср. знач.
n=var	94,5	94,4
однош.	94,5	92,1
двош.	92,3	88

Рис. 1

Насосний режим

$$\eta = f(H)$$



	η	
	макс	ср. знач.
n=var	92,1	92,1
однош.	92,1	90,6
двош.	92,1	89,3

Рис. 2

Турбінний режим

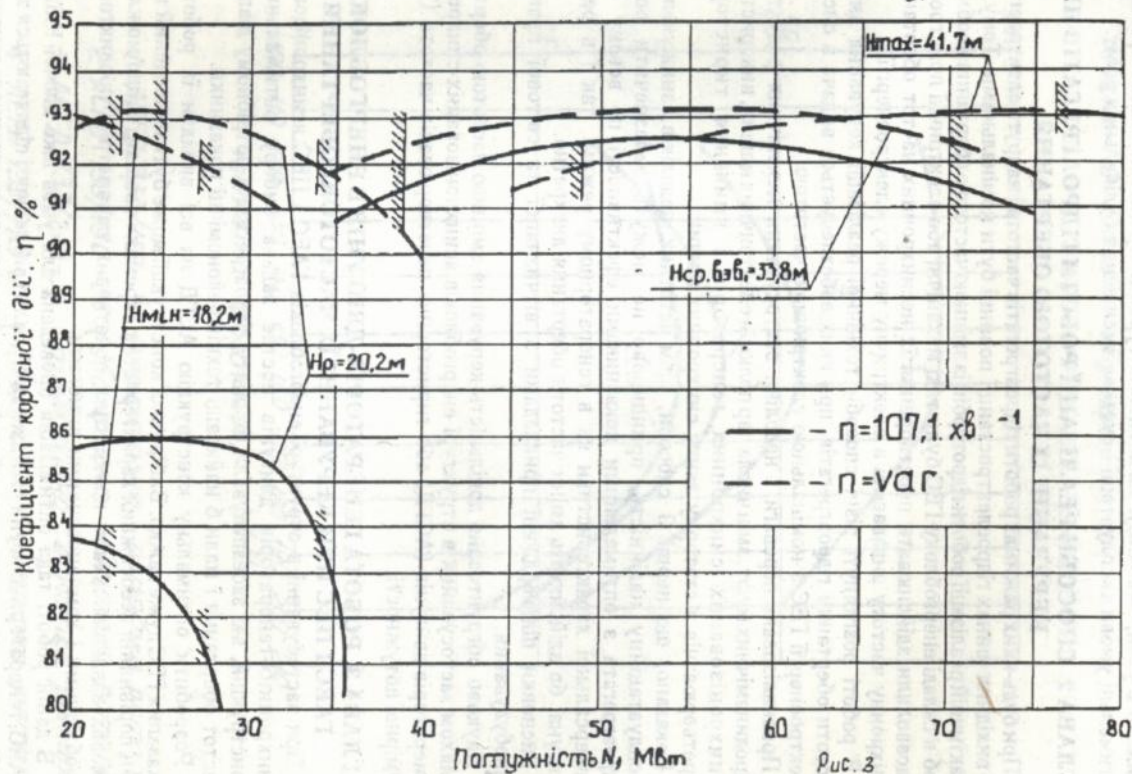


Рис. 3

В цих випадках забезпечується робота гідромашини і з оптимальним ККД і з оптимальним кавітаційним коефіцієнтом σ_{om} . З'являється можливість значно, майже в 2 рази, зменшити заглиблення турбіни H_t , забезпечивши при цьому оптимальні умови експлуатації і суттєве зменшення будівельних робіт.

ГЛАВА 2. СПОСОБИ РЕАЛІЗАЦІЇ РОБОТИ ГІДРОАГРЕГАТІВ ПРИ КЕРУВАННІ ЇХ ЧАСТОТОЮ ОБЕРТАННЯ

При будь-яких режимах роботи гідроагрегатів частота і напруга електроенергії на вихідних шинах гідроелектростанції повинні бути номінальними. Тому, при практичній реалізації роботи гідротурбін із змінною частотою обертання необхідно, щоб в складі енергоблоку ГЕС були такі механічні або електричні пристрої, які б дозволяли здійснювати перетворення їх несинхронних частот обертання в синхронну частоту видаваної в електричну мережу електроенергії.

В роботі розглянуті різні способи технічної реалізації керування змінної частоти обертання гідроагрегатів, при яких забезпечується видача в систему електроенергії ГЕС з номінальною електричною частотою.

Проаналізовані переваги і недоліки застосування механічних редукторів, гідродинамічних муфт, змін числа пар полюсів електричних машин, використання асинхронізованих синхронних генераторів і вмикання тиристорних перетворювачів в статорну ланку синхронних машин.

Показано, що перші 3 способи, крім істотних недоліків, знижуючих їх експлуатаційну надійність, принципово не можуть забезпечити роботу гідроагрегата з оптимальними показниками ефективності по всьому полю універсальної характеристики як в генераторному режимі, так і в режимі двигуна, бо здійснюють зміни частоти обертання дискретно.

Висновки підтверджені прикладами з вітчизняної та світової практики гідробудування.

Науково обгрунтовано доцільність керування змінною частотою обертання шляхом застосування в структурі енергоблоків асинхронізованих синхронних генераторів-двигунів (АСГД) або тиристорних перетворювачів частоти (ТПЧ) сумірної потужності.

ГЛАВА 3. РОБОТА ГЕНЕРАТОРІВ-ДВИГУНІВ В ЕНЕРГОБЛОКАХ ГАЕС І ПЕС ПРИ КЕРУВАННІ ЇХ ЧАСТОТОЮ ОБЕРТАННЯ

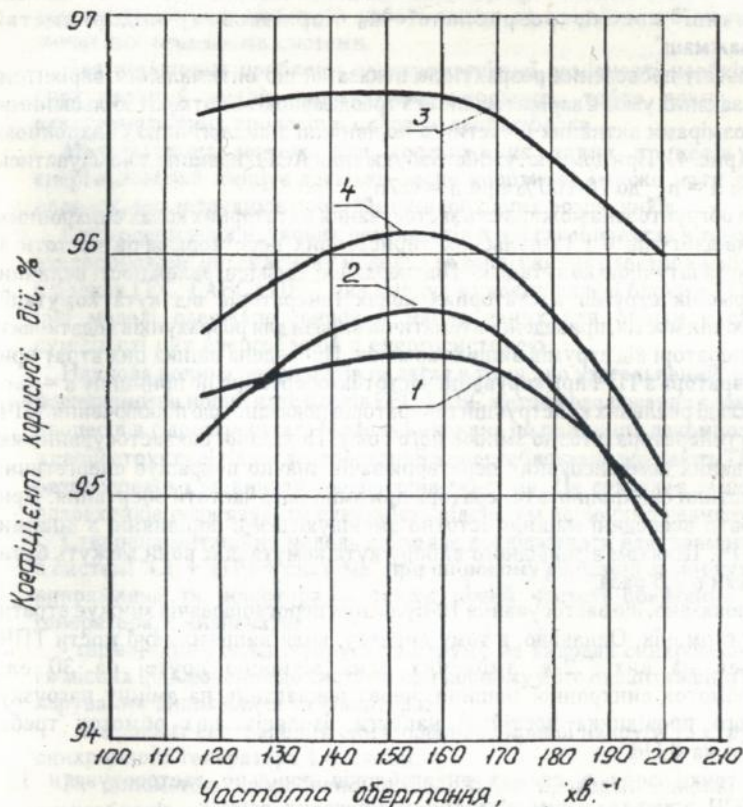
При застосуванні в структурі енергоблоків ГАЕС і ПЕС асинхронізованих синхронних-генераторів двигунів постає задача вибору оптимальних їх конструкцій, які забезпечували б роботу гідроагрегата в потрібному діапазоні частот обертання і мали б найкращі техніко-економічні показники.

Розробити оптимальну конструкцію АСГД на всі випадки їх роботи на вказаних ГЕС дуже важко. Вибір такої конструкції може бути проведений тільки при порівнянні всеосяжних характеристик окремих їх варіантів, що можливо в умовах завдання цілком конкретних початкових параметрів, продиктованих необхідними і компоновочними вимогами.

В даній роботі така оптимізація проведена для умов вже діючої Київської ГАЕС, генератори-двигуни якої вже вичерпали свій ресурс і підлягають заміні.

За початкові параметри прийняті параметри діючого синхронного генератора-двигуна типу СВО 733/130-36.

Залежність ККД. асинхронізованого гідрогенератора-двигуна від частоти обертання



1. АСГД 733/130-36 (трьохфазна обмотка ротора);
2. АСГД 733/130-36 (двохфазна обмотка ротора);
3. АСГД 733/210-36 (трьохфазна обмотка ротора);
4. АСГД 733/170-36 (двохфазна обмотка ротора)

Рис. 4

Проведені розрахунки і порівняння для 4-х варіантів АСГД. Перші із варіантів передбачали збереження габаритів існуючої машини і виконувались для випадку 3-ї і 2-ї фазних обмоток ротора. Третій і четвертий варіанти повинні були забезпечити при тому ж діаметрові машини максимально можливий ККД, або, по крайній мірі, не менший, ніж у машини СВО 733/130-36 при номінальній частоті обертання. Варіанти відрізнялись лише кількістю обмоток на роторі.

Електромагнітні і теплові розрахунки машин виконувались за методикою математичної моделі, розробленої на Харківському підприємстві "Електроважмаш".

В результаті проведених розрахунків показано, що оптимальним варіантом АСГД для заданих умов є варіант машини з трьохфазною обмоткою і збільшеними на 60% розмірами активних її частин в порівнянні з аналогічною синхронною машиною (рис. 4). При цьому потужність збудження АСГД повинна збільшуватись від 1% при $p = n_{ном}$ до 70-100% при $p = 0,7n_{ном}$.

В роботі обґрунтована можливість застосування в статорних колах синхронних генераторів-двигунів 6 і 12-пульсних тиристорних перетворювачів частоти з природною та штучною комутацією. Підтверджені кількісні залежності величин вищих гармонік струмів в статорних колах генераторів від кута комутації випрямлюючих мостів, приведені математичні вирази для розрахунків додаткових втрат в генераторі від струмів вищих гармонік. Проведена оцінка цих втрат при роботі генератора з ТПЧ при керуванні частотою обертання по принципу $p = var$.

На прикладі реальних конструкцій генераторів показано, що підключення ТПЧ до виводів генератора істотно змінює його $\cos \varphi$. Показано, що застосування як ТПЧ керованих компенсованих перетворювачів значно покращує енергетичні характеристики синхронного генератора при зміні його частоти обертання. При цьому втрати всередині машини істотно зменшуються в порівнянні з іншими типами ТПЧ. Шляхом відповідного вибору кута комутації α вони можуть бути зменшеними в 2,5 раза.

Також показано, що застосування 12-пульсних перетворювачів знижує втрати від вищих гармонік. Однаково, в тому випадку, коли випрямлюючі мости ТПЧ вмикаються на вихід 2-х, зміщених одна відносно другої на 30 ел. градусів обмоток синхронної машини, через накладання на змінну навантаження нормального провідника постійної напруги, ізоляцію цих обмоток треба виконувати на 6 Уф.

З цієї точки зору в схемах енергоблоків доцільно застосовувати 12-пульсні ТПЧ з паралельним з'єднанням мостових схем.

Застосування в енергоблоках ГЕС тиристорних перетворювачів частоти підвищує ефективність їх роботи, але разом з тим підвищує вартість їх електроукомплектування. Суттєве зниження цієї вартості може бути досягнуто шляхом застосування в таких блоках синхронних генераторів-двигунів з пониженою номінальною частотою. В роботі наводиться алгоритм оптимізації параметрів синхронних генераторів-двигунів по критерію витрати активних матеріалів з урахуванням витрат на її експлуатацію і урахуванням обмеження параметрів машини з умов забезпечення нормальної роботи тиристорних перетворювачів частоти.

ГЛАВА 4. ДОСЛІДЖЕННЯ ЕЛЕКТРОМАГНІТНИХ ПРОЦЕСІВ В ЕНЕРГОБЛОКАХ ГАЕС З ПЕРЕТВОРЮВАЧАМИ ЧАСТОТИ

Робота гідроестанцій з енергоблоками, що містять в своїй структурі ТПЧ, потребує детального дослідження їх електромагнітної сумісності з електричною системою. Стосовно систем з вентильними перетворювачами це поняття означає здатність джерела перетвореної енергії, вентильного перетворювача і споживачів перетвореної енергії працювати сумісно так, щоб несприятливі, але завжди виникаючі при такій роботі явища не приводили б до недопустимого зниження показників системи.

Для вирішення проблеми електромагнітної сумісності необхідно виконати спектральний аналіз виникаючих перешкод, тобто повне дослідження електромагнітних процесів в силових ланках блока.

Математична модель для дослідження таких процесів в реальних енергосистемах вміщує декілька тисяч координат і може мати дуже високий порядок, що затруднює проведення необхідних розрахунків.

Суть одержаних наукових результатів в цій главі полягає в тому, що в роботі запропоновано математичну модель для дослідження електромагнітних процесів в блоках ГЕС, ГАЕС і ПЕС, яка вміщує в своєму складі блоки з ТПЧ, і на основі цієї моделі одержано широкий масив даних для оцінки електромагнітної сумісності цих енергоблоків з енергосистемою.

Наукова новина результатів полягає в тому, що узагальнений, розвинутий та поширений на новий клас блоків ГЕС-ГАЕС метод моделювання електромагнітних процесів в гідроагрегатах. Модель виконана по принципу декомпозиції і містить в своїй структурі гідроелектростанції з енергоблоками, що мають ТПЧ, ввімкнені безпосередньо на виводи генераторів-двигунів. Це дозволяє замість клопітких розрахунків розв'язувати сукупність підсистем порівняно невисокого порядку.

Створена імітаційна модель дозволяє досліджувати електромагнітні процеси в системі "СГ + ТПЧ + система" при широкому діапазоні зміни кутів керування випрямляча та інвертора, а також різній частоті обертання синхронного генератора, і визначати:

- гармонійний склад напруги та струму на виводах синхронного генератора і в місцях підключення до системи при повному його навантаженні і різних кутах керування випрямляча та інвертора;

- коефіцієнт спотворення синусоїдальної кривої напруги та струму на шинах синхронного генератора і системи.

За допомогою розробленої моделі були проведені широкі дослідження енергоблоків з ТПЧ для умов Київської ГЕС і Київської ГАЕС.

В процесі досліджень одержано гармонійний склад напруг і струмів на виводах синхронного генератора і в точці підключення енергоблоку до системи, при повному його навантаженні. Зазначені дослідження проводились при різних кутах керування випрямляча та інвертора. При цьому змінювалась і частота обертання в межах від 0,8 до 1,2 $\omega_{ном}$.

Оцінка спотворення кривих струму і напруги проводилась за допомогою відповідних коефіцієнтів спотворення $K_{с1}$ і $K_{с2}$. Дослідження були проведені для умов застосування 6-и і 12-и пульсних ТПЧ з природною комутацією без установки і з установкою фільтрів вищих гармонійних, з різними місцями підключення цих фільтрів і при різних їх параметрах.

Дослідження підтвердили, що найбільший рівень спотворення кривих дають 5,7 гармоніки. В залежності від кутів керування α , а їх величини на виводах генератора коливаються в межах від 11 до 19%.

Аналіз отриманих результатів показав, що у випадку зниження частоти обертання до $0,8n_{\text{ном}}$ коефіцієнти спотворення синусоїдальності кривих напруги та струму збільшуються. Для напруги це збільшення складає + 27%, а для струму, відповідно, для I_g на + 15%, для I_c на +1%.

При збільшенні частоти обертання до $1,2n_{\text{ном}}$ $K_{\text{св}}$ для U_g збільшується лише на + 13%, а для U_c , навпаки, падає на -37%. Що ж до $K_{\text{св}}$, то в випадках обох струмів (I_g , I_c), досягається його зменшення від 20 до 37%.

Дослідження дозволили установити найбільш доцільну точку підключення фільтру вищих гармонік в випадку застосування 6-пульсних ТПЧ з природною комутацією, виявити їх склад і параметри.

В роботі показано, що застосування 6-пульсних перетворювачів з штучною комутацією вдвічі зменшує спотворення синусоїдальності струмів і напруг, а 12-пульсні перетворювачі, навіть з природною комутацією забезпечують необхідну якість видаваної електроенергії навіть без установки додаткових фільтрів.

Доведена повна електромагнітна сумісність енергоблоків з ТПЧ з системою.

Показано, що виникаючі в статорних колах генераторів вищі гармонійні струми, викликають відповідні пульсації електромагнітної потужності і, як результат, вимушені коливання обертального моменту гідроагрегату. Вперше було оцінено вплив цих збуджуючих сил на різні елементи конструкції гідроагрегатів з різними типами гідротурбін, шляхом порівняння їх власних частот з частотами збуджуючих сил.

Проведені перевірки показали відсутність будь-якої небезпеки для міцності конструкцій агрегатів з точки зору можливих резонансів частот.

Достовірність отриманих результатів повністю підтверджується перевіреною роботоздібністю комп'ютерних програм, реалізуючих вказану вище модель, а також адекватністю одержаних результатів реальним даним.

Практична цінність їх полягає в тому, що одержані інструментальні засоби для дослідження вже на стадії проектування енергоблоків з ТПЧ і її електромагнітної сумісності з енергосистемою, та оцінки якості видаваної ними електроенергії.

ГЛАВА 5. ПРИНЦИПИ КЕРУВАННЯ ЧАСТОТОЮ ОБЕРТАННЯ ГІДРОАГРЕГАТІВ І ДОСЛІДЖЕННЯ ЇХ ЕЛЕКТРОМЕХАНІЧНИХ ПРОЦЕСІВ

П'ята глава присвячена розробці засобів реалізації запропонованого принципу керування частотою обертання гідроагрегатів в блоках, які мають в своїй структурі оборотну гідротурбину, синхронний генератор, тиристорний перетворювач та силовий трансформаторі, і які забезпечують стійкі усталені режими, якісні перехідні процеси, а також необхідну якість видаваної в мережу електроенергії.

Суть наукових результатів, одержаних в цій главі, полягає в розробці принципів побудови системи керування енергоблоків ГЕС, ГАЕС і ПЕС і структури регуляторів, здійснюючих керування їхніми технологічними процесами по методу $p = \text{var}$ при $\eta \rightarrow \text{opt}$ для даного напору H .

Запропонована математична модель для моделювання електромеханічних процесів в таких блоках і досліджена значна кількість перехідних процесів при різного роду аварійних ситуаціях в енергосистемі.

Наукова новизна результатів полягає в тому, що вперше запропонована структурна схема комплексного регулятора параметрів енергоблоків з ТПЧ, яка забезпечує реалізацію запропонованого в першій главі методу керування технологічними процесами гідроелектростанцій.

Доведена доцільність включення в такий регулятор коректору потужності, працюючого від вхідного сигналу, пропорційного відхиленню частоти на шинах системи.

Вперше виконана математична модель, яка містить в своїй структурі ГЕС з енергоблоками, маючими ТПЧ, ввімкненими безпосередньо на виводи генераторів-двигунів.

Проведена порівняльна оцінка якості перехідних процесів агрегатів, працюючих з новим принципом керування їх технологічними процесами, і агрегатів з традиційним керуванням.

Достовірність одержаних результатів підтверджується опробованою на практиці роботоздатністю комп'ютерних програм, які реалізують дану модель, і адекватністю одержаних результатів реальним даним.

Практична цінність результатів полягає в тому, що вперше одержані конкретні рекомендації заводам-виготовлювачам енергоустаткування ГЕС для проектування регуляторів блоків з ТПЧ, які можуть бути покладені в основу технічних завдань на їх розробку, а, по-друге, одержані інструментальні засоби для оцінки вже на стадії проектування якості перехідних процесів агрегатів ГЕС і вибору уставок їх регуляторів, які забезпечують гарантії їх регулювання.

Питання регулювання гідроагрегатів, які працюють із змінною частотою обертання, та дослідження електромеханічних процесів в них розроблені ще дуже мало. Небагато робіт, які присвячені цій проблемі, пов'язані головним чином з блоками, що мають в своєму складі асинхронізовані синхронні генератори. Що ж стосується керування і регулювання енергоблоків з ТПЧ в статорних колах синхронних гідрогенераторів, то вони взагалі вкрай рідкі.

Відома стаття Кривенкова В. В., але в ній роздивлялись питання принципів регулювання гідроагрегатів ГЕС, працюючих на лінії електропередач постійного струму. Є декілька закордонних джерел, але вони присвячені регулюванню енергоблоків малої потужності, які не мають регуляторів частоти обертання гідротурбіни.

Задача полягає в тому, щоб створити стратегію автоматичного регулювання параметрів енергоблоків, які мають в своїй структурі оборотну гідротурбіну, синхронний генератор, тиристорний перетворювач і силовий трансформатор і яка б забезпечувала здійснення сталих і перехідних процесів гідроагрегатів, а також необхідну якість електроенергії, видаваної в мережу. По суті, мова йде про створення, в кінцевому рахунку, структури комплексного регулятора енергоблоку реалізуючого метод $p = ua\eta$ при $\eta \rightarrow \text{opt}$ для даного Н.

Такий регулятор повинен забезпечувати:

- пуск і зупинку гідротурбіни в турбінному і насосному режимах;

- синхронізацію блока з системою;
- здійснення режиму холостого ходу гідроагрегата, як з вимиканням блоку від мережі, так і без відключення;
- вмикання гідроагрегату під навантаження і підтримка належного рівня активної потужності блоку або ж зміна її по заданому закону, включаючи роботу гідротурбіни з дуже низькими навантаженнями;
- підтримка частоти обертання гідроагрегата на оптимальному рівні;
- автоматичне регулювання необхідного рівня напруги на виводах генератора та в місці приєднання блока до системи;
- обмеження частоти обертання гідроагрегату з умов кавітації;
- захист інвертора від перевертання;
- забезпечення форсованого прийняття навантаження на блок або відповідно скиду навантаження при аварійній ситуації в енергосистемі, пов'язаній з виникненням небаланс активних потужностей.

Для забезпечення всіх перерахованих функцій регулятора необхідно здійснювати:

- вимір величини дійсного напору на гідротурбіні H ;
- вимір величини активної потужності гідрогенератора P ;
- вимір напруги на виводах генератора U_g ;
- вимір напруги на шинах гідроелектростанції U_c ;
- вимір частоти електричної мережі f .

Відповідно з цими вимогами розроблена структурна схема регулятора енергоблоку, яка включає в себе:

Блок оптимізації частоти (БОЧО), що являє собою обчислювальний пристрій, виконаний на мікропроцесорній основі і утримує в своїй пам'яті банк даних характеристик турбін. Він, при введенні в нього величин поточного напору H і заданого значення потужності P_3 , визначає необхідну величину оптимальної частоти обертання гідротурбіни. Ця величина вводиться потім в регулятор турбіни як уставка і піддержується на заданому рівні. Величина P_3 коректується введенням сигналу ΔP_f , в випадку відхилення частоти системи від номінального значення.

Регулятор напруги на генераторі, який регулює U_g відповідно з уставкою, яка визначається частотою обертання турбіни і забезпечує оптимальну величину кута керування випрямлювача (10-15) градусів. Таке значення кута забезпечує необхідний регулюючий діапазон потужності перетворювача і незначне споживання ним реактивної потужності.

Систему керування тиристорами, яка забезпечує швидке керування кутами включення тиристорів випрямлювача та інвертора. Система керування інвертора, крім обмеження кута включення тиристорів, виконує і регулювання напруги в точці примикання ГЕС до системи, при цьому забезпечується формування уставки кута виключення інвертора через регулятор напруги і обмеження, забезпечуючи стійку роботу інвертора. Випрямлювач перетворювача забезпечує необхідну потужність перетворення.

Коректор уставки регулятора потужності по відхиленню частоти мережі в вузлі примикання ГЕС до системи, так щоб сприяти відновленню частоти в

енергосистемі шляхом збільшення або зменшення потужності перетворення агрегата. При цьому форсування видачі потужності можливе за рахунок значного зниження частоти обертання гідротурбіни.

В насосному режимі функції регулювання напруги та частоти залишаються за тими ж елементами перетворювача, що і в турбінному режимі. Тобто, перетворювач з боку енергосистеми повинен здійснювати регулювання напруги, в перетворювач з боку генератора - споживану потужність двигуна. Як регулятор частоти обертання (АРЧО) може бути використаний будь-який електрогідравлічний регулятор, в тому числі і штатний, яким комплектуються сучасні гідротурбіни. Необхідно лише збільшити діапазон уставок механізму зміни частоти обертання (МЗЧО).

В роботі наведена математична модель, яка розроблена спеціально для дослідження електромеханічних процесів енергоблоків ГЕС, в структурі яких є тиристорні перетворювачі частоти.

В цій моделі початкові умови визначаються із попередньо-розрахованого усталеного режиму. В перехідному процесі крім основного обладнання моделюється регулятор частоти обертання гідротурбіни, регулятор збудження генератора і коректор потужності перетворювача. В перетворювачі враховується інерційність, обумовлена наявністю згладжуючого реактору.

Збурення в енергосистемі моделюється зміною генеруючої потужності або навантаження в вузлах системи, виключенням ліній електропередач або коротким замиканням, яке імітується ввімкненням шунта в місці замикання.

Математична модель турбіни урахує гідравлічний удар в водоводі, що особливо важливо для ГАЕС, які мають довгі водоводи. Турбіна представлена у виді трьох лінійарізованих рівнянь:

рівняння витрати води через турбіну

$$q = \mu \cdot h^{1/2} \quad ,$$

рівняння рушійного моменту робочого колеса

$$m = \frac{(q - 1) \cdot h}{\gamma_r} \cdot \eta_r \quad ,$$

рівняння напору води з урахуванням гідравлічного удару

$$h = -T_e \cdot \frac{dq}{dt} + 1 \quad ,$$

де $q = \frac{Q}{Q_{ном}}$ - відносна витрата води через турбіну;

μ - відносне відкриття направляючого апарату;

$h = \frac{H}{H_{ном}}$ - відносний напор на турбіні;

$m = \frac{\mu}{\mu}$ - відносний момент на валу робочого колеса

T_r - відносна величина частоти обертання гідротурбіни;

η_r - ККД турбіни;

T_e - постійна інерції маси води (1-3) с.

Модель регулятора гідротурбіни записується в такому виді:
рівняння руху сервомотора направляючого апарата.

$$T_s \frac{d\mu}{dt} = -((Y_m - 1) + \beta_k + \delta_0 (\mu - 0,1))$$

де T_s - постійна часу сервомотора;

β_k - вихідна координата гнучкого зворотнього зв'язку;

δ_0 - інтенсивність жорсткого зворотнього зв'язку.

Для відкриття направляючого апарату вводиться обмеження.

$$\mu_{\min} \leq \mu \leq \mu_{\max}$$

де μ_{\min} , μ_{\max} - мінімальне і максимальне відкриття направляючого апарата, виражене в відносних одиницях.

Обмеження вводиться також для швидкості закриття і відкриття направляючого апарата

$$v_{зак} \leq \frac{d\mu}{dt} \leq +v_{від}$$

де $V_{зак}$, $V_{від}$ - допустимі швидкості закриття і відкриття направляючого апарата.
Рівняння гнучкого зворотнього зв'язку.

$$T_t \frac{d\beta_k}{dt} = T_t \delta_t \frac{d\mu}{dt} - \beta_k$$

де T_t - постійна часу гнучкого зворотнього зв'язку;

δ_t - тимчасовий статизм.

В цілому синхронна машина з системою збудження та регулятором, а також гідротурбіна із регулятором частоти обертання описується моделлю з 15 координатами.

Вихідною інформацією для аналізу усталеного режиму ТПЧ є параметри перетворювачів і блочного трансформатора, структура і параметри компенсуючих пристроїв, а також координати вузлів примикання випрямлювача та інвертора. До цих координат відносяться активна та реактивна потужність, модулі напруг в вузлах примикання і значення частот з боку випрямлювача та інвертора. Внутрішній режим ТПЧ також залежить від рівнів напруг, які підтримуються автоматичними регуляторами напруги, та кількістю ввімкнених перетворювачів.

Алгоритм розрахунку внутрішнього режиму ТПЧ залежить від місць декомпозиції схем змінного та постійного струму.

Модель дозволяє розраховувати перехідні процеси, знаходячи залежності ковзання гідроагрегата S , моменту на валу гідротурбіни M_t , електромагнітного моменту гідрогенератора M_e і кутів виліту їх роторів δ .

Для дослідження була вибрана схема Київенерго, у якій виділені агрегати Київської ГЕС і Київської ГАЕС. Схема еквалентована відносно вузлів навантаження.

Проведені дослідження великої кількості перехідних процесів в енергоблоках цих гідроелектростанцій, відповідних різним аварійним ситуаціям в енергосистемі. Для порівняння одержані перехідні процеси для випадку, коли енергоблоки не містять в своїй структурі перетворювачів частоти і коли в 3-х енергоблоках Київської ГЕС введені ТПЧ.

Аналіз перехідних процесів для першого випадку показує, що в усіх випадках порушення нормальних режимів, всі агрегати ГЕС реагують на них практично однаково, а невеликі відхилення в кривих пояснюються лише деякою неідентичністю параметрів гідроагрегатів (рис. 5).

При тих же порушеннях режиму, але при наявності в структурі блока ТПЧ, перехідні процеси в цих блоках відрізняються від перехідних процесів в традиційних блоках і їх характер багато в чому визначається настройкою коректора потужності (КП).

При непрацюючому КП, коли регулятор потужності настроєний на уставку $P = \text{const}$, генератор, працюючий через ТПЧ, практично не сприймає збурення в системі. При включенні КП, гідроагрегат з ТПЧ має підвищену швидкодію в порівнянні з традиційними блоками, з точки зору реакції на небаланс потужності в енергосистемі. Він швидше забирає на себе більшу частину накиду потужності, абож скидає з себе необхідну потужність (рис. 6), тим самим істотно покращуються умови роботи інших гідроагрегатів і якість їх перехідних процесів. При цьому покращується і стійкість енергосистеми в цілому.

ГЛАВА 6. ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНА ПЕРЕВІРКА І ЕНЕРГО-ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ЗАПРОПОНОВАНИХ ПРИНЦИПІВ КЕРУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМИ ПРОЦЕСАМИ ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

Для перевірки можливості втілення розрахункових пропозицій на ГЕС були використані натурні випробування на гідроагрегаті № 14 Київської ГЕС, які

проводились для перевірки можливості перевodu Київської та Каневської ГЕС в режимі ГЕС-ГАЕС. При цих випробуваннях перевірялась можливість роботи гідротурбіни в турбінному та насосному режимах із змінною частотою обертання.

Результати випробувань показали що діюча конструкція гідротурбін і їх система змащування забезпечують стійку роботу агрегатів при змінній частоті обертання. Крім того, підтверджені теоретичні розрахунки про зменшення споживаної потужності двигуна при закачці води в верхній резервуар.

Експериментальна перевірка роботи оборотної горизонтальної гідромашини Кислогубської ПЕС, проведена інститутом Гідропроєкт разом з ВНДІС в прямому і зворотньому турбінних режимах, також повністю підтвердили теоретичні розрахунки про підвищення ККД гідроагрегату і його величинах при роботі із змінною частотою обертання. При цьому вона змінювалась в діапазоні від -30% до +30% $n_{\text{ном}}$.

В обох випадках порівняння експериментальних і розрахункових характеристик показали їх збіг з точністю виконаних експериментів.

Проведена оцінка енерго-економічної ефективності втілення на досліджених в першій главі гідроелектростанціях пропонованих методів керування технологічними процесами їх гідроагрегатів (табл. 1). Як критерії цієї оцінки приймались збільшення виробки електроенергії при роботі агрегатів в турбінних режимах і заощадження енергоспоживання при закачці води в верхнє водоймище при їх роботі в насосних режимах. Як початкові величини виробки електроенергії для діючих гідроенергетичних об'єктів приймались величини середньобагатолітніх виробок, а для проектуємих і споруджуваних ГЕС - розрахункова середньорічна виробка електроенергії. За початковий режим ГАЕС приймались їхня двохтактна робота "на розряд" в утрішній і вечірній максимуми навантаження і "на заряд" в нічний провал навантаження.

Результати розрахунків наведені в табл. 1.

В и с н о в к и

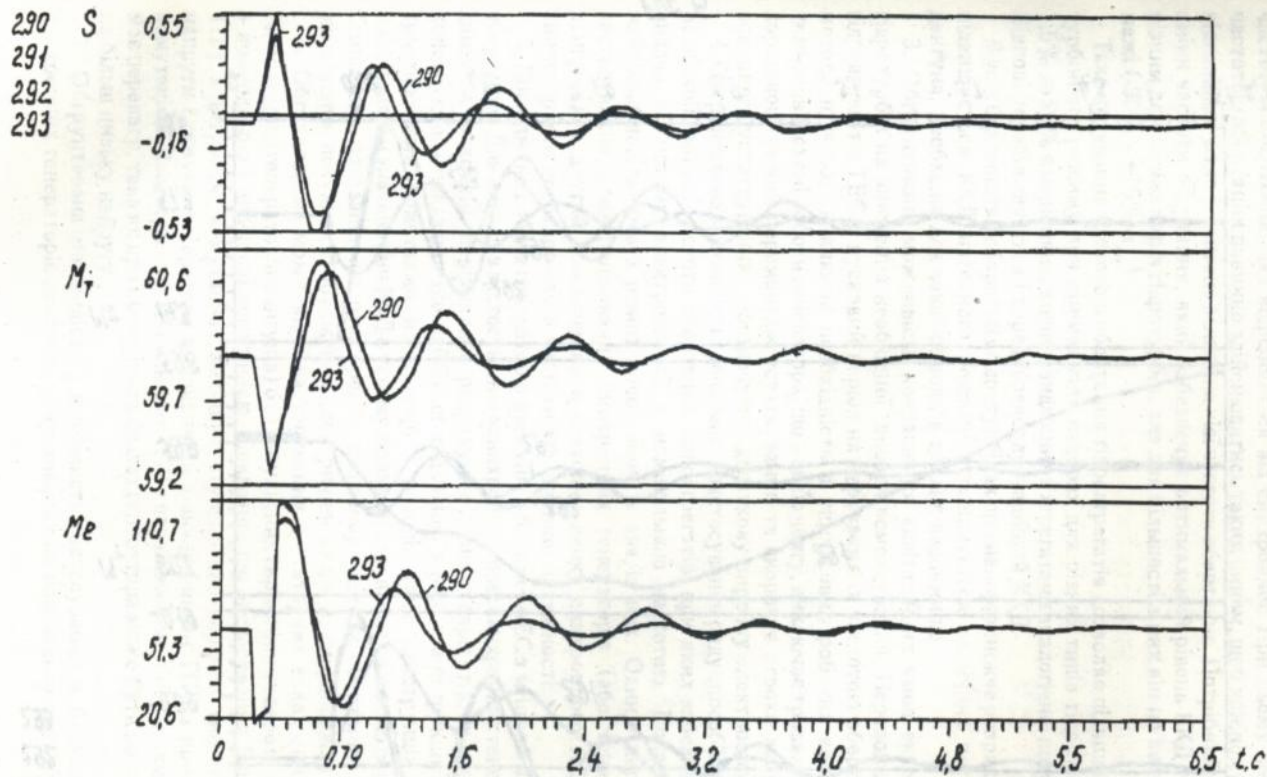
Результатом представлених в дисертації досліджень являється теоретичне узагальнення і розв'язання крупної наукової проблеми підвищення ефективності роботи гідроелектростанцій з змінними напорами на основі принципово нового методу керування технологічними процесами їх гідроагрегатів, що має важливе народно-господарське значення.

Основні результати і висновки по роботі полягають в такому:

1. Розроблено методичний апарат порівняльного аналізу характеристик гідротурбін для всього діапазону зміни їх робочих напорів. Досліджена ступень впливу окремих параметрів технологічних процесів на ефективність звичайних і оборотних гідротурбін і показана принципова можливість покращення їх витратних характеристик шляхом відповідної зміни частоти обертання.

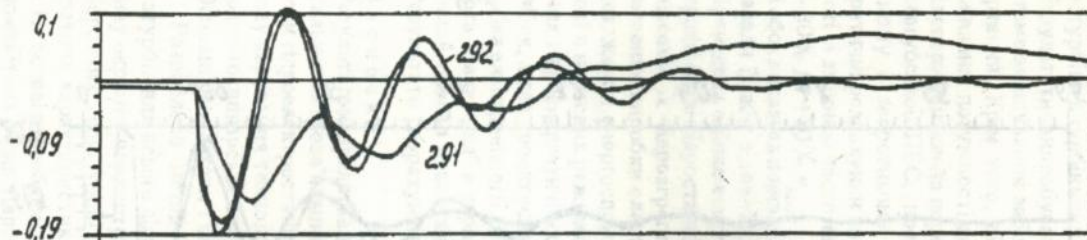
2. На основі розробленого методу проведений порівняльний аналіз ефективності різноманітних типів гідротурбін діючих та проектуємих ГЕС, ГАЕС, ПЕС при змінах їх окремих режимних параметрів (напору, частоти обертання, потужності та ін.).

Приведені результати досліджень показують, що на об'єктах, які мають значні коливання напорів ефективність гідроагрегатів істотно зростає при їх роботі з



289
291
292
293

S 0,1

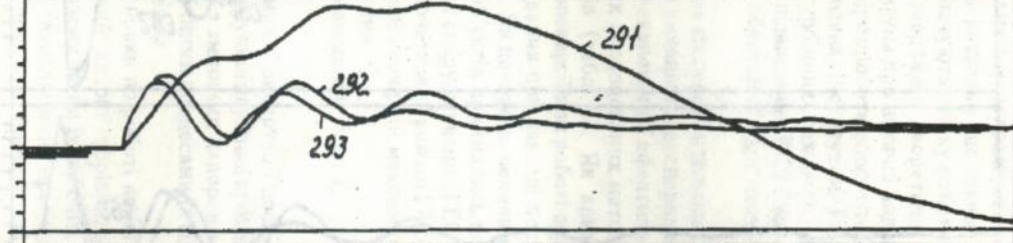


M_T

60,7

59,9

59,6

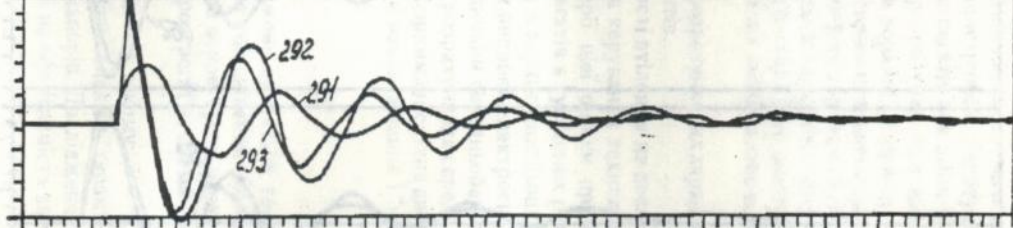


Me

74,3

57,3

48,6



0 0,62 1,2 1,9 2,5 3,1 3,7 4,3 5,1 t, c

частотою обертання, яка відрізняється від синхронної. При цьому керування частотою обертання повинно здійснюватися таким чином, щоб кожному напору відповідала чітко фіксована величина цієї частоти обертання. Потрібний діапазон зміни частоти обертання, який забезпечує оптимальний рівень ККД турбін, є різним для різних типів гідротурбін, але для більшості з них він не виходить за межі (-30% - +15% $n_{ном}$).

Таке керування частотою обертання гідроагрегатів дозволяє підвищити ККД турбінного режиму при мінімальних напорах для різних типів гідротурбін від 1,5% до 20% в порівнянні з одношвидкісними агрегатами аналогічної потужності. Відповідно збільшується і середньоексплуатаційний ККД.

В усіх без винятку оборотних гідротурбінах при напорах нижче розрахункових підвищується ККД насосного режиму і зменшується величина потужності двигуна, необхідна для закачки води в верхнє водоймище.

3. Обґрунтована можливість покращення кавітаційних умов експлуатації гідротурбін на зниження необхідної висоти всмоктування. Перевод штатних гідроагрегатів ГЕС в пусковий період на керування їх частотою обертання по методу $n = \omega a g$, виключає необхідність в тимчасових робочих колесах і в тимчасовій схемі роботи генератора, що в свою чергу, виключає тривалий і дуже дорогокоштуючий перемонтаж устаткування та скорочує строки вводу в дію основного устаткування, забезпечуючи додаткову виробку електроенергії.

4. Обґрунтована можливість і доцільність застосування ряду способів технічної реалізації змінної частоти обертання гідроагрегатів, при яких забезпечується видача в систему електроенергії з номінальною частотою. Показано, що найбільш доцільними з різних точок зору, є два із них. Один - передбачає застосування асинхронізованих синхронних генераторів (або генераторів-двигунів), а другий - включення в статорну ланку синхронного генератора тиристорного перетворювача частоти порівнянної потужності.

5. Досліджена робота генераторів-двигунів в блоках ГАЕС з змінною частотою обертання. Для випадків застосування асинхронізованих синхронних генераторів-двигунів виконані порівняльні розрахунки різних варіантів їх можливих конструкцій і показано, що найбільш доцільною з них є конструкція АСГД з трьохфазними обмотками на статорі і роторі. Така конструкція володіє найбільшими значеннями ККД в усьому діапазоні керування частотою обертання. Одночасно показано, що розширення діапазону частоти обертання вимагає збільшення потужності збудження електричної машини, що удорожає її.

6. Обґрунтована можливість застосування в статорних колах синхронних генераторів (генераторів-двигунів) 6 і 12-пульсних тиристорних перетворювачів з природньою і штучною комутацією. Показано, що застосування 6-пульсних ТПЧ з штучною комутацією зменшує ступень спотворення форми кривої напруги і струму генератора в порівнянні з аналогічними ТПЧ з природньою комутацією. Застосування 12-пульсних ТПЧ з паралельними з'єднаннями мостів має перевагу, така як при цьому ізоляція фаз генератора може бути розрахована на більш низьку напругу.

7. Обґрунтована можливість і доцільність застосування в блоках з ТПЧ синхронних генераторів-двигунів, розрахованих на номінальну частоту нижчу

Таблиця

№ п/п	Найменування ГЕС, ГАЕС, ПЕС	Стадія розробки	Число агрегатів	Турбінний режим				Насосний режим				Сумарний енергетичний ефект		Примітка
				Потужність тис.кВт	Виробка, млн. кВт·г	Енергетичний ефект		Потужність тис.кВт	Ел. споживл. млн. кВт·г	Енергетичний ефект		Σ Δ N тис.кВт	Σ Δ Э млн. кВт·г	
						Δ N тис.кВт	Δ Э млн. кВт·г			Δ N тис.кВт	Δ Э млн. кВт·г			
1	Дністрівська ГЕС (буферна)	робочий проект	3	42,6	107		1,62						1,62	
2	Дністрівська ГАЕС	робочий проект	7	2268	2700		37,8	2870	3600		21,6		59,4	
3	Київська ГЕС-ГАЕС	пропозиція	20	361	823			161	192,8		40,8		40,8	
4	Київська ГАЕС	експлуатація	6	225	200		4	120	286		0,572		4,572	
5	Константинівська ГАЕС	робочий проект	8	380	625		15,56	520	1327				15,56	
6	Кольська ПЕС (примітна)	пропозиція	2	36,6	146,4		3,2	40	195		20,2		23,4	
7	Нурекська ГЕС	експлуатація	9	2700	11200		135						135	У чисельнику за рік постійної експлуатації У знаменнику сумарно за період тимчасової експлуатації
8	Розунська ГЕС	робочий проект	6	3600	13200		13,2						13,2	
			3	1020	9350		336						336	
			2	1230	11000		159,5						159,5	
9	Тері ГАЕС	пропозиція	4	1130	1780		11,4	1200	2380		71		185	
10	Канівська ГАЕС	технічний проект	16	3600	5610		33,6	3960	7480		82,2		115,8	
	Сумарно						357,98				236,372		594,352	

ніж 50 Гц, що спрощує конструкцію електричної машини, зменшує число пар полюсів і спрощує полюсні та статорні обмотки. Запропонований алгоритм оптимізації таких синхронних генераторів-двигунів по обсягу активних матеріалів, дозволяючий вибрати їх оптимальне число пар полюсів.

8. Запропонована математична модель, яка дозволяє визначити величину вищих гармонік напруги і струму на всіх ділянках схем енергоблоків при різних типах і схемах ТПЧ і параметри фільтрокомпенсуючих установок, забезпечуючих вимоги ГОСТів, щодо показників якості електроенергії. Показано, що застосування 12-пульсних ТПЧ з природною комутацією забезпечує високу якість електроенергії і без установки фільтрів.

Наведені результати модельних досліджень Київських ГЕС, ГАЕС при введенні в структуру їх блоків ТПЧ, і підтверджена їх електромагнітна сумісність, при керуванні їх частотою обертання, з електричною системою.

9. Розроблена і запропонована математична модель, яка дозволяє досліджувати електромеханічні перехідні процеси ГЕС, ГАЕС, ПЕС з ТПЧ з урахуванням гідроудару в трубопроводах і систем регулювання гідротурбін.

Розроблені основні принципи побудовання системи автоматичного регулювання цих енергоблоків, які забезпечують реалізацію всіх експлуатаційних режимів і випереджаючу, в порівнянні з традиційною системою регулювання, реакцію на небаланс потужності енергосистеми.

Приведені результати модельних досліджень перехідних процесів гідроагрегатів Київської ГЕС та Київської ГАЕС при звичайних структурах енергоблоків і при включенні в них ТПЧ. Дослідження проведені для реальної системи Київенерго та для реальних аварійних ситуацій.

Показано, що енергоблоки з ТПЧ покращують стійкість ГЕС і ГАЕС до різного роду збуджень і позитивно впливають на стійкість енергосистеми в цілому, а введення в структурі регулятора-коректора потужності підвищує їх швидкодію, в порівнянні з традиційними енергоблоками.

10. Теоретичні розрахунки повністю підтверджені результатами випробувань на великомасштабних фізичних моделях гідротурбін, проведених в гідротурбінних лабораторіях Харківського турбінного заводу та Санкт-Петербурзького металевого заводу. Наведені результати натурних випробувань на діючих ГЕС, які підтверджують висновки про підвищення ККД в турбінних режимах і зменшення споживаної потужності двигуна гідроагрегату в насосному режимі при їх роботі з змінною частотою обертання.

11. Запропонована методика розрахунку енерго-економічної ефективності переведення гідроагрегатів ГЕС, ГАЕС, ПЕС для роботи їх з керованою частотою обертання. Наведені розрахунки ефективності для 10 гідростанцій, які показали сумарний річний енергетичний ефект в 595 млн. квт. г.

12. Результати досліджень, наведені алгоритми та математичні моделі покладені в основу проектних проробок при модернізації гідроагрегатів Київської та Канівської ГАЕС інститутом Гідропроект і Харківським турбінним заводом, обґрунтування поставки обладнання для Торі ГАЕС, робочих проектів Снятинської та Низовської ГЕС, а також розробки схеми використання малих ГЕС басейну річки Тиси.

Основний зміст дисертаційної роботи відображено в таких роботах.

1. Артюх С.Ф. Анализ целесообразности работы агрегатов электростанции в режиме переменной частоты вращения // Энергохозяйство за рубежом. -1988. - № 3. -С.30-33.
2. Артюх С.Ф. Повышение экономичности ГАЭС при замене устаревшего оборудования // Энергетика и электрификация. -1992. -№4. -с.11-13.
3. Артюх С.Ф. Повышение экономичности работы ГЭС-ГАЭС с переменными напорами // Известия вузов. Энергетика. -1993. -№3-4. С. 116-120.
4. Артюх С.Ф. Предпосылки нормальной работы гидроагрегатов ГЭС, ГАЭС и ЛЭС с переменной частотой вращения // Кр. тез. докл. Всесоюз. науч. техн. совещания "Будущее гидроэнергетики. Основные направления создания гидроэлектростанций нового поколения", октябрь 1991, Дивногорская КГЭС, -Л., 1991 -С.91-93.
5. Артюх С.Ф. Обоснование целесообразности применения в блоках ГЭС тиристорных преобразователей частоты, мощность которых соизмерима с мощностью генератора // Состояние и перспективы развития гидроэнергетики. Научно-технический прогресс в проектировании и строительстве важнейших гидроэнергетических объектов: Тез. докл. к Всесоюз. науч.-техн. совещанию. -Л., 1988. -с 84-86.
6. Артюх С.Ф. Оптимизация параметров синхронных гидрогенераторов, предназначенных для работы в блоке с тиристорными преобразователями частоты. //Вестн. Харьк. политехн. ин-та. -1993-№17. Техн. Кибернетика и ее прил. вып. 12 -с 106-113.
7. Артюх С.Ф. Исследование электромеханических процессов в блоках с гидроагрегатами, работающими на систему через тиристорные преобразователи частоты. //Вестн. Харьк. политехн. ин-та, -1993- №17. Техн. кибернетика и ее прил. Вып. 12 -с 113-129.
8. Артюх С.Ф. Панченко Н.С. Повышение энергоотдачи гидроагрегатов в период строительства гидростанций. АН Украины. Проблемы энергосбережения. "Наукова думка". Киев -1993 -№1 с.89-93.
9. Повышение энергетической эффективности гидроагрегатов с помощью преобразователей частоты / Артюх С.Ф., Барский В.А., Кацман В., Волков И. // Проблемы преобразовательной техники: Тез. докл. IV Всесоюз. науч.-техн. конф. -К., 1987. -Т. IV. -с.20-21.
10. Артюх С.Ф., Барский В.А., Антоненко О.Н. Преобразователь частоты в схемах электроснабжения импульсных нагрузок // "Электроприводы

- переменного тока с полупроводниковыми преобразователями": Тезисы докладов VI научной конференции // - Свердловск, 1983.
11. Артюх С.Ф., Барский В.А., Столов А.М. Об электроприводе маховичных накопителей энергии для термоядерных реакторов // Тезисы докладов IX Всесоюзной научно-технической конференции по проблемам автоматизированного электропривода. Алма-Ата, 27 - 30 сентября. - М., Информэнерго, 1983. - с.17.
12. Артюх С.Ф., Барский В.А., Столов А.М. Об использовании преобразователей частоты при связи электромагнитных накопителей энергии с сетью // Тезисы докладов III Всесоюзной научно-технической конференции "Проблемы преобразовательной техники". - К.: АН УССР, 1983. - с.223-225.
13. Артюх С.Ф., Барский В.А., Воскресенский О.Е. Разработка схем аварийного резервирования шин надежного питания АЭС от гидрогенераторов ГЭС-ГАЭС и накопителей энергии при их работе и составе энергокомплекса // Тез. докл. Всесоюз. науч.-техн. семинара "Опыт проектирования и строительства объектов Южно-Украинского энергокомплекса и перспективы создания энергокомплексов /ЭК-ВЦ/, -Л., 1984. -с.21-22.
14. Артюх С.Ф., Барский В.А., Раковская Н.Л. Использование вентильного двигателя для раскрутки и подпитки электромагнитного накопителя энергии // Тезисы докладов республиканской научно-технической конференции "Коммутация-84", 5-6 декабря 1984 / АН УССР, Минвуз УССР. - Харьков, 1984. -с.15.
15. Артюх С.Ф., Фрумин В.Л., Тесленко В.Н. Энергетические показатели синхронного генератора при работе на выпрянитель // Тезисы докладов научно-технической конференции "Перспективы развития электромашиностроения на Украине". - Харьков, 1988. -с.111.
16. Артюх С.Ф., Барский В.А., Гусев П.В. Цифровая модель системы питания физической установки с электромашинными накопителями и вентильными преобразователями // Тезисы докл. Всесоюзной научн. конф: "Моделирование электроэнергетических систем". - Баку, 1982. -с.307-308.
17. Артюх С.Ф., Барский В.А., Столов А.М. Об электромагнитной совместимости преобразователей в системах питания электрофизических

- установок // Тезисы докл. второго межвед. научн.-техн. совещания "Проблемы электромагнитной совместности силовых полупроводниковых преобразователей. - Таллинн: Изд - во АН Эст.ССР, 1982. - с.51-53.
18. Артюх С.Ф., Шелепов И.Г. Использование математического моделирования для диагностики электрогенераторов электростанций // Респ. науч.-техн. конференция "Математическое моделирование и вычислительный эксперимент для совершенствования энергетических и транспортных турбоустановок в процессе исследования, проектирования, диагностирования и безопасного функционирования" - Киев, 18 - 20 сент.1991г.: Тез. докл. в 2ч. / АН УССР и др. - Харьков, 1991. - Ч. I. - С.118.
19. Артюх С.Ф., Козлов В.С., Воскресенский О.Е. Исследование внутренней устойчивости электростанций различного типа при их работе в составе энергокомплекса // Тез. докл. Всесоюзн. научн.-техн. семинара "Опыт проектирования и строит. объектов Кжно-Украинск. комплекса и перспективы создания энергокомплексов / ЭК - ВЦ / - Л., 1984. - с.47-50.
20. Артюх С.Ф., Барский В.А., Артемов А., Цифровое моделирование компенсационных преобразователей и источников реактивной мощности, построенных по принципу утверждающей принудительной коммутации // Проблемы нелинейной электротехники: Тез. докл. III всесоюзной научн.-техн. конференции АН СССР. - К., 1988.
21. Артюх С.Ф., Барский В.А., Воскресенский О.Е. Схема связи с сетью и регулирования активной мощности электронашинного накопителя энергии для термоядерного реактора // Докл. III Всесоюз. конф. по инженерным проблемам термоядерных реакторов, 20-22 июня 1984. - М., 1984. - Т.3.
22. Артюх С.Ф., Барский В.А., Гусев П.В. Цифровая модель системы питания физической установки с электромашиными накопителями и вентиляемыми преобразователями // Тез. докл. Всесоюз. науч. конф. "Моделирование электроэнергетических систем. - Баку, 1982. - с.307-308.
23. Тепловые и атомные электростанции и устансвки с Математические модели для проектирования): / Артюх С.Ф., Шелепов И.Г., Дуэль М.А., Заруба В.К. - К., 1992. - с.18-22.

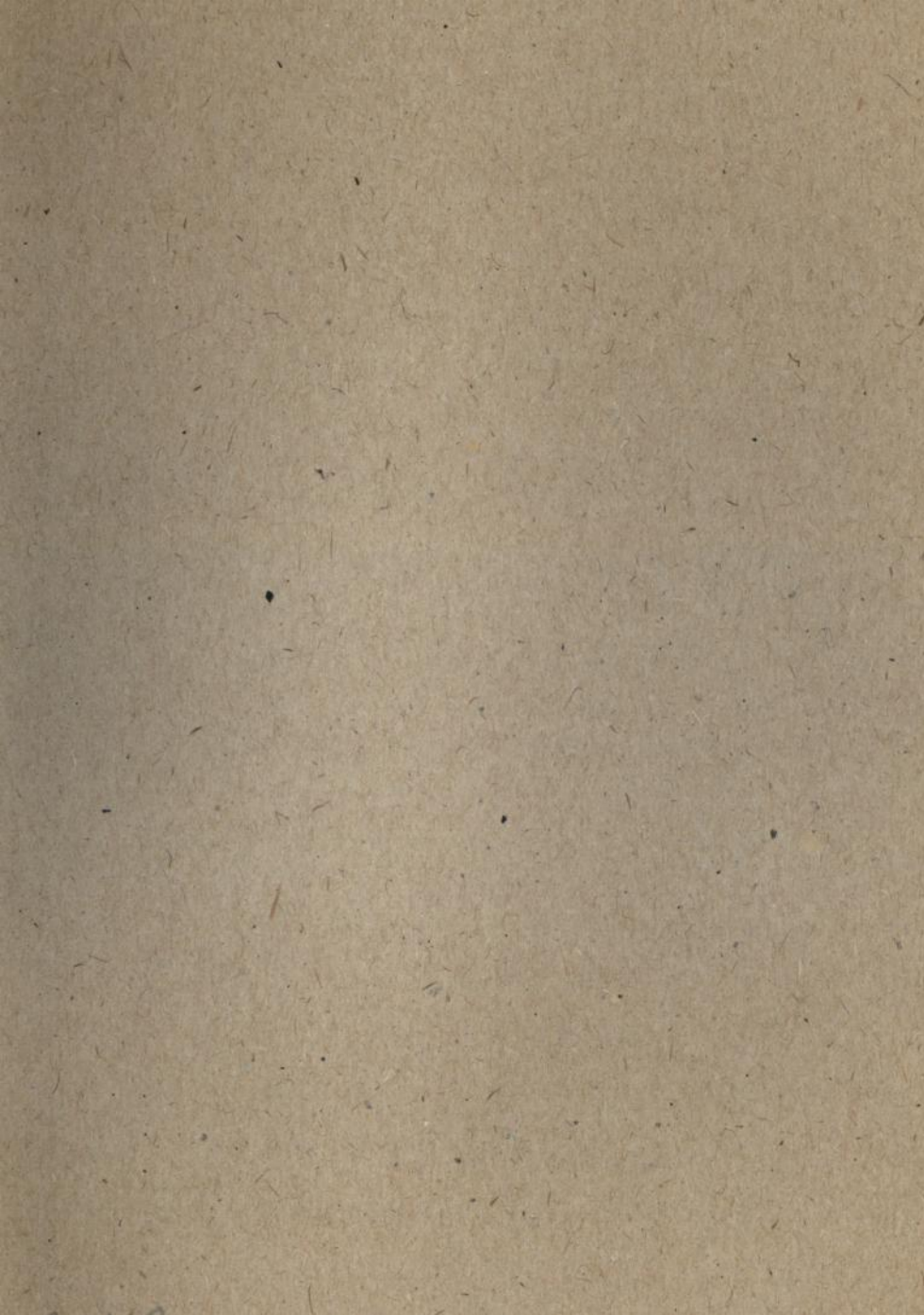
24. Артюх С.Ф., Бенин В.Л. О способах включения датчика ускорения в электрогидравлических регуляторах скорости гидротурбин // Электротехнические станции. -1971. -№4. -с. 34-37.
25. Электрогидравлический регулятор гидротурбин / Артюх С.Ф., Абрамова Л.И., Бенин В.Л., Литовский Ю.А., Ривлин М.К. Электромашиностроение. -1962. -№10. -с. 18-22.
26. Артюх С.Ф. Сравнительный анализ схем измерительных элементов частоты электрогидравлического регулятора скорости гидротурбин // Энергетическое машиностроение. -М.: НИИФОРМТЯЖМАШ. -1967. -№3-67-1. -с. 90-94.
27. Артюх С.Ф. Электрогидравлический регулятор скорости гидротурбины ХТГЗ-ХПИ и результаты его испытаний на действующей ГЭС // Гидромашиностроение: Сб.-К.: Техника, -1967. -ч. 1.
28. Артюх С.Ф. Исследование динамики группового регулирования активной мощности гидроэлектростанций // Рефераты докладов НТК ХПИ по итогам науч. работы за 1966 год: Сб. -Харьков: Изд. ХПИ, -1968. -с. 28.
29. Исследование систем регулирования гидравлических машин с помощью аналоговой вычислительной машины / Артюх С.Ф., Балтер Д.Б., Литовский Ю.А., Ривлин М.К. // Энергетическое оборудование. -Л.: Минформтяжмаш, -1973. -№25. -с. 55-59.
30. Артюх С.Ф., Пантелеева И.В. Современное состояние и перспективы развития микроГЭС // Известия ВУЗ. Энергетика. -1990. -№5. -с. 24-28.
31. Артюх С.Ф., Токарь И.Я. Устранение опасных вибраций трубопроводов систем мощных турбоблоков // Энергетика и электрификация. -1988. -№2. -с. 4-7.
32. Артюх С.Ф., Мариняк А.Н. Автоматизация экспериментальных работ на стендах крупной промышленной гидротурбинной лаборатории ХТГЗ им. С.М.Кирова // Энергомашинностроение. -1967. -№8. -с. 37-39.

АВТОРСКИЕ СВИДЕТЕЛЬСТВА

33. А.с. 183138 СССР, МКИ 03, 05 с. Электрогидравлический регулятор скорости гидротурбин / Абрамова Л.И., Артюх С.Ф., Бенин В.Л., Бородин Н.И., Кизилов Л.У., Литовский Ю.А., Потаповский И.Я., Ривлин М.И., Харьк. турбин. з-д; Харьк. политехн. ин-т. -№921557/24-6; Заявл. 7.06.64 // Изобретения, промышленные образцы и товарные знаки. -1966. -№12. -С. 172.

34. А. с. 313076 СССР, МПК Устройство для контроля подшипников
Артюх С.Ф., Воробьев Н.П., Хохлов В.А. Харьк. турбин. з-д. №1402427 25-28. -Заявл. 9.02.70 // Изобретения, Industr. образцы и
товарн. знаки. -1971. №26. -С.132.
35. А. с. 323984 СССР Способы управления стопорением направляющего
аппарата гидромашин / Артюх С.Ф., Горбунова Р.В., Литовский Ю.А.,
Мариняк Л.П., Ривлин М.И.; Харьк. турбин. з-д. -№1423741/24-6; Заявл.
03.04.70 //Открытия, изобретения; Industr. образцы и товарные
знаки -1972. -№1. -С.234.
36. А. с. 323985 СССР Система управления стопорением направляющего
аппарата гидромашин / Артюх С.Ф., Горбунова Р.В., Литовский Ю.Л.,
Мариняк А.Н., Ривлин М.И.; Харьк. турбин. з-д. -№1423740/24-6 Заявл.
030470 // Открытия, изобретения, Industr. образцы и товарн. знаки.
-1972. -№1. -С.234.

Підписано до друку 15.01.94р.
Друкарня Куп'янського
ливарного заводу



AB 29.057

AB 29.057